

УДК 338.984,338.314

**МНОГОУРОВНЕВЫЙ ПОДХОД К ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ
ОЦЕНКЕ ПАРАМЕТРОВ ЦЕНОВОЙ ПОЛИТИКИ ГОСУДАРСТВА
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ И ДОЛГОСРОЧНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ
ПРИНИМАЕМЫХ РЕШЕНИЙ**

© 2016 г. Ф. В. ВЕСЕЛОВ, А. И. СОЛЯНИК

*Институт энергетических исследований Российской академии наук, Москва
Национальный исследовательский университет “Высшая школа экономики”, Москва
E-mail: info@eriras.ru, erifedor@mail.ru*

В статье рассматривается актуальность и методические основы иерархического подхода к решению прямой и обратной задач формирования государственной ценовой политики как инструмента управления развитием электроэнергетики: обоснованию приемлемых уровней цен и тарифов и оценке последствий принимаемых решений государства (как регулятора рынка) в части конкурентных механизмов и тарификации услуг естественных монополий. Приведены методы расчета и сопоставления необходимой выручки производственных сегментов и субъектов отрасли и их прогнозной выручки при варьировании решений регулятора. Определены требования к модельному инструментарию и исходной информации, необходимой для расчетов.

Ключевые слова: рынок электроэнергии, регулирование электроэнергетики, управление развитием электроэнергетики, инвестиционное планирование, цена электроэнергии, ценовая политика государства, иерархия задач, финансовая модель, необходимая выручка, прогнозная выручка, финансовый план, инвестиционная программа.

**MULTI-LEVEL APPROACH TO THE FINANCIAL ASSESSMENT
OF THE STATE PRICING POLICY PARAMETERS IN THE ELECTRIC POWER
SECTOR AND THE LONG-TERM CONSEQUENCES OF THESE DECISIONS**

F. V. VESELOV, A. I. SOLYANIK

*Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow
National Research University “Higher School of Economics”, Moscow
E-mail: info@eriras.ru, erifedor@mail.ru*

The paper analyses the relevance and methodological basis of the hierarchical approach to the solution of direct and inverse tasks of state pricing policy in the electric power sector as a tool for investment planning and development management, including both the substantiation of the affordable level of prices and tariffs and the assessment of consequences of economic decisions of the state (as a market regulator) in application and modification of competitive and tariff-based pricing mechanisms. The paper includes the description of the required and forecasted revenues' comparative analysis method applied for the electric power sector, its segments and energy companies under the variation of regulator's deci-

sions. Requirements to the modeling tools and input information for the financial analysis and forecasts are also defined.

Key words: electricity market, regulation in the power sector, management development, investment planning, electricity prices, pricing policy, hierarchy of tasks, financial model, revenue requirement, expected revenue, financial planning, investment program.

1. Ценовая политика государства как инструмент управления развитием электроэнергетики

Ценовая политика в электроэнергетике включает целый комплекс нормативных, административных и экономических механизмов, посредством которых государство получает возможность влиять на поведение экономических субъектов отрасли. Один из таких механизмов — институционализация хозяйственной среды: государство определяет продуктовую и территориальную сегментацию электроэнергетического рынка, устанавливает модели ценообразования и правила взаимодействия рыночных субъектов. Другие механизмы связаны с прямым регулированием тарифов на услуги естественных монополий и с антимонопольным контролем состояния конкурентной среды — вплоть до установления предельных цен или ограничений по условиям заявок рыночных субъектов (например, обязательное ценопринимание). Важными составляющими ценовой политики являются и различные меры ценового (реже — налогового) стимулирования инвестиций, которые, как правило, применяются к отдельным типам рыночных субъектов или инвестиционных проектов с тем, чтобы обеспечить привлекательный для инвесторов уровень доходности вложения капитала.

Результаты проведения той или иной ценовой политики в электроэнергетике, институциональных и регуляторных решений в ее отдельных производственных и рыночных сегментах влияют на уровень выручки, оптимизацию издержек, динамику прибыли, доходность инвестированного капитала у субъектов электроэнергетики и, в конечном счете, на их готовность и способность к активному инвестированию. Это качество можно назвать главным долгосрочным эффектом ценовой политики, которая может и должна использоваться как мощный инструмент управления развитием в отрасли.

Системный подход к стратегическому управлению развитием электроэнергетики как производственно-хозяйственной системы предполагает, что формирование портфеля инвестиционных решений выполняется с учетом не только энергетической (по требуемой электроэнергии, мощности, теплу, доступным ресурсам топлива), но и финансово-экономической сбалансированности. Разработка вариантов развития генерирующих мощностей, электросетевой инфраструктуры, энергосистемы, компании требует (с разной степенью подробности) оценки их стоимости по всей совокупности капитальных и операционных затрат и прогноза финансовой реализуемости намечаемых инвестиционных программ, исходя из существующей ценовой политики и возможных вариантов ее изменения.

В общем случае можно выделить две основные группы задач, связанных с оценкой параметров и последствий ценовой политики. Первую группу формируют задачи, связанные с прямой оценкой влияния сценарно заданных параметров ценовой политики на финансово-экономические результаты и возможности реализации инвестиционных планов в отрасли. Такие параметры характеризуют уровни или темпы роста цен и могут задаваться агрегированно в целом по рынку или по его отдельным сегментам (например, оптовые цены электроэнергии с учетом мощности, цены конкурентного отбора мощности, формулы сетевых тарифов и их параметры, цены по территориальным зонам рынка и т.д.). При решении подобных задач определяется динамика прогнозной валовой выручки (ПВВ), по которой количественно оцениваются показатели перспективного финансового плана и располагаемые объемы инвестиционных ресурсов, их достаточность относительно планируемого объема капиталовложений. Резуль-

татом решения таких задач является анализ возможных рисков реализации инвестиционной программы в существующей или сценарно заданной рыночной среде и обоснование предложений по итеративной корректировке портфеля инвестиционных решений с учетом неопределенности ценовой политики.

Вторую группу формируют задачи, связанные с поиском необходимых (целевых) параметров ценовой политики, при которых гарантированно обеспечивается реализация намеченной инвестиционной программы, на основе объемов капиталовложений, структуры собственных и внешних инвестиций, требуемой доходности вложений, целевых показателей финансовой устойчивости. Данные задачи по своему алгоритму расчетов являются «обратными» к задачам первой группы и предполагают прогноз необходимой валовой выручки (НВВ), исходя из целевых показателей финансового плана. При необходимости объем НВВ далее может распределяться по рыночным сегментам (например, с распределением между электроэнергией, мощностью и теплом для электростанций при существующей модели ценообразования или вариантов ее изменения). Результатом решения подобных задач является количественное обоснование необходимого уровня цен на электроэнергетическом рынке или его отдельных сегментах.

В статье рассмотрены методические особенности расчета ПВВ с учетом существующей рыночной сегментации и специфика расчета НВВ на основе перспективного финансового плана.

Принятые группы задач, являясь по сути «прямыми» и «обратными» относительно друг друга, при совместном решении позволяют проанализировать долгосрочные последствия изменений в ценовой политике государства как регулятора рынка. Эффективность его решений оценивается через сопоставление необходимой (НВВ) и прогнозной валовой выручки (ПВВ) в зависимости от целей анализа для отрасли или ее отдельных производственных сегментов. Наличие значительного дисбаланса между данными показателями в прогнозах свидетельствует о необходимости корректировки ценовой политики для снижения рисков потери финансовой устойчивости и инвестиционной привлекательности. Близость расчетных значений НВВ и ПВВ на отрезке времени не менее 10 лет говорит о долгосрочной эффективности принятых регулятором параметров ценовых решений, их приближении к целевым показателям, обеспечивающим устойчивость инвестиционного процесса.

2. Особенности финансово-экономического анализа ценовых условий в электроэнергетике на различных уровнях инвестиционного планирования

Практика выполнения комплексных работ по развитию электроэнергетики России, в которых предусматривается увязка показателей производственных и инвестиционных программ с параметрами ценовой политики в отрасли¹, позволяет выделить несколько уровней/стадий проработки финансово-экономических прогнозов и оценок. Каждый из них соответствует определенным уровням в иерархии задач инвестиционного планирования, которые сложились в существующей хозяйственной организации отрасли и её нормативного обеспечения и отражаются в тех или иных государственных или корпоративных документах (табл. 1).

Первый, межотраслевой уровень инвестиционного планирования в настоящее время регламентируется положениями ФЗ «О стратегическом планировании и прогнозировании» [1]. На этом уровне при разработке взаимосвязанных прогнозов социально-экономического развития страны и Энергетической стратегии проводится согласование общих параметров инвестиционной политики в отрасли и приемлемой динамики роста среднеотпускных цен на электроэнергию и тепло для конечных потребителей.

¹ Несколько циклов разработки Энергетической стратегии России (2002–2003, 2009–2010, 2014–2015 гг.), Генеральных схем размещения объектов электроэнергетики (2008, 2011, 2015 гг.), Программы модернизации электроэнергетики России (2011–2012 гг.), ряд научных исследований, в т.ч. [2].

Таблица 1

Взаимосвязь иерархии задач инвестиционного планирования развития электроэнергетики и требований

Уровень задач инвестиционного планирования	Типовые прогнозные документы, определяющие развитие	Уровень агрегирования в задачах финансово-экономического анализа инвестиционных планов
Межотраслевой	Прогноз социально-экономического развития страны, Энергетическая стратегия	Отрасль/производственные сегменты
Отраслевой	Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Отрасль/производственные сегменты/энергетические компании
Корпоративный	Инвестиционные программы энергетических компаний, стратегии производственных сегментов	Энергетические компании
Проектный	Бизнес-план инвестиционного проекта (инвестиционный замысел, ТЭО)	Инвестиционные проекты

Для решения этих задач финансово-экономический прогноз состояния электроэнергетики для оценки реализуемости инвестиционных планов обычно выполняется предельно укрупненно – на уровне отрасли в целом. Но в ряде случаев требуется большая подробность финансовых планов с выделением от двух до пяти ключевых производственных сегментов (подробнее см. далее) и с последующим агрегированием их показателей в отраслевые.

Такой уровень детальности позволяет выполнить укрупненную оценку финансового состояния и источников инвестиций в целом по отрасли при различных экзогенных сценариях роста цен электроэнергии и тепла, как правило, совместно со сценариями ценовой политики на рынке газа. Сопутствующая задача – анализ вариантов адаптации электроэнергетики к неблагоприятной ценовой конъюнктуре (в том числе, за счет целенаправленных экономических и институциональных мер поддержки отрасли со стороны государства) и определения допустимой корректировки перспективных решений по масштабам обновления и структуре генерирующих мощностей, топливному балансу электростанций и т.д.

Главная обратная задача финансово-экономического планирования, решаемая на этом уровне – количественная оценка необходимых для развития электроэнергетики темпов роста цен, но без обоснования конкретных механизмов ценообразования. Последующая макроэкономическая модельная увязка этих результатов в системе межотраслевых продуктовых и финансовых балансов позволяет в несколько итераций определить рациональную динамику цен электроэнергии и тепла, обеспечивающую приемлемый баланс интересов отрасли и потребителей, исходя из общего вклада в ВВП. При этом могут быть количественно исследованы разные варианты дифференциации цен для промышленных и бытовых потребителей с тем, чтобы оценить эффективность сценариев по снижению перекрестного субсидирования. Дополнительный анализ производственных сегментов электроэнергетики (“генерация-сеть”) позволяет с учетом прогноза их НВВ найти лучшие варианты обеспечения обоснованной рациональной динамики цен электроэнергии и тепла.

Следующий отраслевой уровень инвестиционного планирования имеет четкую нормативную основу [3], его основным документом является Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики, при разработке которой детально (вплоть до крупных объектов) прорабатываются инвестиционные решения по основным типам генерации (атомная, гидро-, тепловая, возобновляемая энергетика) и электросетевого комплекса.

На этой стадии разработки перспектив развития электроэнергетики фокус финансово-экономического прогнозирования объективно смещается с отрасли в целом на ее отдельные производственные сегменты, чтобы определить условия и механизмы повышения коммерческой привлекательности инвестиций в электроэнергетику при обеспечении приемлемой для экономики, промышленности и населения динамики цен.

В этой связи следует отметить взаимосвязь отраслевых задач инвестиционного планирования и совершенствования правил и механизмов ценообразования в электроэнергетике. Разработка и оценка эффективности изменений в работе рынков электроэнергии, мощности и тепла и тарифных моделей для электросетевого комплекса является важной составляющей ценовой политики. На базе финансово-экономических расчетов по отдельным производственным сегментам отрасли могут быть получены количественные оценки последствий таких решений, как:

- изменение модели и/или параметров конкурентной оплаты электроэнергии и мощности (например, корректировка предельных ценовых уровней для проведения конкурентного отбора мощности, изменение формул для расчета оплаты новой мощности с учетом доходности и др.);
- изменение масштабов применения тарифного регулирования в секторе генерации (например, тарифные решения для атомной или гидроэнергетики, корректировка объемов и цены поставок по регулируемым договорам и др.);
- изменение модели и/или параметров тарифного регулирования в сетевом комплексе и на рынке тепла (например, оценка эффективности новых принципов индексации, бенчмаркинга или RAB-регулирования по доходности, применение метода “альтернативной котельной” в теплоснабжении и проч.).

Обратная задача для данного уровня планирования – определение объективно необходимых объемов выручки для каждого производственного сегмента, а также детализация требований по отдельным тарифным и/или конкурентным механизмам (т.е. определение минимально необходимого уровня или темпа роста тарифов, изменения предельных цен и т.д.), исходя из прогнозного объема НВВ для реализации производственной и инвестиционной программы.

В зависимости от задачи детализация финансово-экономического прогноза может быть более или менее подробной. Минимальная подробность предполагает выделение только электросетевого комплекса и генерации, первый может быть дополнительно детализирован на производственные сегменты передачи и распределения электроэнергии. В сегменте генерации могут быть выделены три основных типа (ГЭС, АЭС, ТЭС), а тепловая энергетика может быть дополнительно детализирована с выделением сегментов КЭС и ТЭЦ, что важно для анализа тарифных решений на рынке тепла.

Существующий объем публичной производственной и финансовой информации (до уровня отдельных энергетических компаний и до отдельных электростанций) обеспечивает возможности для гибкой детализации при финансово-экономических расчетах. Это особенно важно, так как в некоторых задачах желательна дополнительная подробность в оценках эффективности изменений механизмов ценообразования – вплоть до энергокомпаний (особенно в тепловой генерации). Такой подход позволяет оценить неоднородность распределения последствий внутри производственного сегмента, выявить риски негативного влияния на возможности устойчивой работы и развития отдельных субъектов рынка с тем, чтобы итеративно провести более тонкую настройку существующих или доработку предлагаемых решений в сфере ценовой политики.

На третьем корпоративном уровне инвестиционного планирования финансово-экономические прогнозы локализуются до отдельных генерирующих и сетевых компаний с тем, чтобы провести риск-анализ возможных корпоративных инвестиционных стратегий в условиях неопределенности параметров ценовых решений, влияющих на их выручку, денежный поток и показатели инвестиционной привлекательности, и оценить влияние вариантов ценовой политики на инвестиционное поведение кон-

кредитных участников рынка. На основе расчета НВВ может быть решена и “обратная задача” — оценка предельных объемов инвестиционной и кредитной нагрузки для отдельных компаний, исходя из условий их финансовой устойчивости.

В ходе риск-анализа количественно оцениваются варианты адаптации финансовых планов энергетических компаний к предельному росту цен и выручки (через снижение затрат, инвестиций, стоимости капитала, дивидендов, объемы бюджетной поддержки и др.). При заданной динамике цен может быть исследовано влияние интеграции или разделения активов на финансовые показатели и инвестиционные возможности компаний².

Четвертый проектный уровень инвестиционного планирования ограничивается анализом условий успешной реализации конкретного проекта модернизации или строительства нового энергетического объекта. Традиционная оценка коммерческой эффективности и риск-анализ инвестиционных проектов осуществляются в сценарно заданных параметрах ценовых решений. Однако здесь может быть решена и обратная задача — определены минимально необходимые ценовые условия для коммерческой привлекательности проекта, которые также могут быть использованы при обосновании решений регулятора (например, цены мощности для проектов нового строительства и модернизации, цены тепла для проектов ТЭЦ, уровни удельных затрат и возврата на капитал, учитываемые в тарифных решениях и др.).

3. Методические особенности финансово-экономических расчетов при анализе долгосрочной эффективности механизмов ценообразования в электроэнергетике

Инструментом количественного анализа параметров и последствий ценовых решений государства в электроэнергетике являются финансово-экономические модели хозяйственных систем соответствующего уровня иерархии (отрасль в целом, ее производственные сегменты, энергетические компании, инвестпроекты). Основу моделей составляют общепринятые взаимосвязанные показатели финансовой отчетности³, что позволяет актуализировать исходное состояние и верифицировать алгоритмы по публичной корпоративной информации (агрегируя ее до необходимого уровня).

Специфика таких финансово-экономических моделей — возможность использования в двух режимах расчетов [4]:

— при решении “прямых” задач анализа последствий ценовой политики при заданных вариантах ценовых решений регулятора выполняется расчет финансовых результатов отраслевых хозяйственных систем “сверху вниз”, исходя из прогноза ПВВ и расчетной себестоимости, с определением показателей финансовой устойчивости, кредитной нагрузки и структуры финансирования капиталовложений (или дефицита инвестиционных ресурсов);

— при решении “обратных” задач производится расчет НВВ “снизу вверх”, исходя из заданных (целевых) финансовых показателей хозяйственных систем электроэнергетики (рентабельность, предельная долговая нагрузка и др.), требуемых объемов инвестиций и расчетной себестоимости.

Общим для двух режимов расчета является блок прогноза затратных характеристик рассматриваемой хозяйственной системы, включающий:

1) экзогенно задаваемые параметры инвестиционной и производственной программы на средне- или долгосрочную перспективу, которые формируются другими, имитационными или оптимизационными моделями развития отрасли;

2) динамику операционных (топливных и постоянных) затрат, рассчитанную для заданного варианта производственной программы (например, для электростанций —

²За последние годы частичная или полная интеграция были проведены с активами Группы Ренова, Группы Газпром, ИнтерРАО; ряд компаний (ТГК-2, ТГК-12, ТГК-13) осуществили обособление или продажу части “проблемных” активов.

³Отчет о прибылях и убытках, отчет о движении средств, бухгалтерский баланс.

это динамика установленной мощности, производства электроэнергии и тепла, расхода основных видов топлива), прогнозных цен топлива, а также с учетом снижения удельных условно-постоянных затрат в результате обновления фондов (задается в виде понижающего коэффициента эскалации затрат);

3) динамику необходимых капиталовложений, стоимости основных производственных фондов и динамику амортизационных отчислений, рассчитанную для сформированного портфеля проектов для заданной инвестиционной программы.

Блоки расчета валовой прибыли и баланса денежных потоков различаются по функциональности своих показателей в двух расчетных режимах. При решении прямой задачи валовая прибыль (как разность ПВВ и себестоимости) является исходным показателем для определения остальных. При решении же обратной задачи, т.е. при расчете НВВ “снизу вверх”, валовая прибыль – это искомый показатель в данных блоках.

Специфичным является расчет прогнозной валовой выручки (ПВВ), отражающей те или иные решения регулятора в сфере ценовой политики.

В самом простом случае (прежде всего при укрупненных оценках последствий вариантов ценовой политики на уровне отрасли) ПВВ рассчитывается по объемам отпуска электроэнергии и тепла, определяемым производственной программой, и сценарно задаваемой динамике среднеотпускной цены электроэнергии (или динамики ее генерирующей и сетевой составляющих), а также цены тепла для электростанций. В ряде задач, связанных с анализом региональных аспектов ценовой политики, может потребоваться территориальная детализация задаваемых ценовых сценариев и производственной программы по крупным географическим (ценовым) зонам (Европейская часть, Сибирь, Дальний Восток).

Однако при оценке долгосрочных последствий изменения отдельных механизмов ценообразования расчет ПВВ для рассматриваемой хозяйственной системы любого уровня должен выполняться с детализацией прогнозных натуральных объемов поставки и цен по рыночным сегментам. Это актуально при анализе экономических последствий ценовой политики для электростанций, которые работают в сильно сегментированном оптовом рынке (табл. 2), а ТЭЦ – еще и на регулируемом рынке тепла.

В общем случае задача детализированного прогноза цен и объемов поставки разных видов продукции для конкурентных сегментов рынка требует использования оптимизационных моделей, имитирующих спотовые операции по отбору наиболее дешевых поставщиков и определению равновесных цен на основе маржинальных затрат.

Для большинства рассматриваемых задач финансово-экономического анализа подобная детальность результатов моделирования оказывается избыточной, а эффективность применения таких моделей сильно ограничена трудоемкостью расчетов и дефицитом необходимой подробной исходной информации о технических характеристиках оборудования электростанций, их затратах, технических данных о сетевых объектах, общесистемной информации о режимах и ограничениях и др.

Поэтому часто при расчетах ПВВ обоснованно использовать приемы укрупненной оценки ценовых тенденций на отдельных рыночных сегментах (существующих или вновь формирующихся). При таком способе расчета выручки основное значение имеет сбор и обработка отчетной информации⁴ об объемах продаж и ценах на электроэнергию, мощность и тепло. На основе отчетных значений регулируемых тарифов и конкурентных цен строится прогноз их динамики на перспективу, исходя из определенных допущений о характере их изменения. Ниже рассматриваются особенности выполнения расчетов при оценке последствий сохранения существующей системы механизмов ценообразования.

Так, при укрупненной оценке выручки от продажи электроэнергии ее общий объем продаж в конкурентном секторе определяется из следующих допущений.

⁴База данных НП “Совет рынка”, годовые отчеты Коммерческого оператора рынка (ОАО “АТС”), отчеты Системного оператора о проведении конкурентного отбора мощности.

Таблица 2

Структура основных существующих рыночных сегментов для формирования выручки электростанций

Сегмент рынка/продукт	Механизм ценообразования		Доля от выручки в 2014 г., %		
	конкурентный	тарифный	ГЭС	АЭС	ТЭС
Электроэнергия			73	67	49
-спотовый рынок (PCB)	+		59	64	36
-балансирующий рынок (БР)	+		4	–	4
- поставки по свободным договорам	+		10	~0	3
-поставки по регулируемым договорам		+	~0	3	6
Мощность			27	33	18
- конкурентный отбор мощности (КОМ)	+		14	18	8
-поставки по свободным договорам	+		1	~0	~0
-вынужденная генерация (ВР)		+	–	–	1
- новая мощность по инвестиционным контрактам (ДПМ)		+	1	6	6
-поставки по регулируемым договорам		+	10	9	3
Тепло		+	–	~0	33

1) Вариантно задается доля продаж в регулируемом сегменте (РД), что является составной частью решений в ценовой политике: объемы поставки электроэнергии по регулируемым договорам (например, сохранение их относительного или абсолютного объема или его снижение) и темпы индексации тарифов (по инфляции, ниже инфляции и т.д.).

2) При прогнозной оценке ситуации в конкурентных сегментах допустимо рассматривать балансирующий рынок (БР) совместно со спотовым (PCB) из-за относительно малого объема балансирующей торговли и близости цен PCB и БР.

3) Основной задачей является укрупненный прогноз спотовой цены, которая формируется маржинальными топливными затратами наименее эффективного поставщика, включенного в коммерческий баланс. Главный фактор, который будет влиять на динамику спотовых цен, очевидно, – это цена на топливо: газ – в первой ценовой зоне и уголь – во второй.

4) Однако, наряду с темпами роста цен топлива, при прогнозе спотовой цены необходимо учитывать и изменение состава маржинальных поставщиков из-за трансформации профиля кривой предложения в результате реализации решений по вводу более экономичных и выводу неэффективных мощностей (см., например, [5]). Влияние этого фактора можно учесть через индексацию отчетных спотовых цен не только на темпы роста цен топлива, но и на темпы снижения удельного расхода топлива на ТЭС. Динамика улучшения экономичности, в свою очередь, определяется при формировании исходных прогнозов производственной и инвестиционной программ.

При укрупненной оценке выручки от продажи мощности применяется схожий алгоритм.

1) На основе рассматриваемой производственной программы общий объем балансовой потребности распределяется между действующими и новыми мощностями, для которых применяются разные ценовые модели. В зависимости от сценариев ценовой политики в состав новых мощностей могут включаться и объемы модернизируемой мощности (т.е. данный механизм расширяется на часть или даже на все инвестиционные решения). Ставки оплаты новой мощности определяются действующими тарифными формулами [6], в которых предусмотрена индексация основных составляющих на

Таблица 3

Динамика предельных и фактических цен на мощность в рамках конкурентного отбора (руб./кВт в месяц)

Годы	1 ценовая зона (Европа)		2 ценовая зона (Сибирь)	
	предельные	фактические	предельные	фактические
2011	118 125	118 125–123 000	126 368	126 368
2012	118 125	118 100–118 125	126 368	146 787
2013	127 837	117 999–127 656	136 757	156 000
2014	134 000	124 599–140 356	144 000	97 505
2015	133 000	106 243–126 850	144 000	179 000
2016	110 000–150 000	112 624	150 000–210 000	189 191
2017	110 000–150 000	113 207	150 000–210 000	181 760
2018	110 000–150 000	110 992	150 000–210 000	185 739
2019	110 000–150 000	110 451	150 000–210 000	190 281

перспективу, а период их применения ограничен установленными сроками (15 лет – для ТЭС и 20 лет – для ГЭС и АЭС).

2) Как и в случае с электроэнергией, сценарно задается динамика объемов и изменения цен поставки мощности по регулируемым договорам; из прогнозной производственной программы определяется объем сверхбалансовых мощностей “вынужденной” генерации, для которых применяется индексация средневзвешенного отчетного тарифа.

3) По остатку определяется объем мощности⁵, который оплачивается по правилам конкурентного отбора (КОМ). Несмотря на конкурентный характер ценообразования, до последнего времени на этом сегменте активно применялось ограничение регулятором цен “сверху” для зон рынка с недостаточной конкуренцией, в результате цены мощности даже в зонах со свободным ценообразованием оставались близкими к этим пределам. Переход в 2016 г. к новой модели КОМ с двумя ценовыми “пределами” показывает, что в первой ценовой зоне в период сохранения избыточного предложения цены мощности будут находиться около нижней границы (табл. 3), во второй – находиться в промежуточном положении. Дальнейший ценовой прогноз строится, исходя из тех или иных сценарных допущений об индексации предельных цен (на ближайший период регулятором принята нулевая индексация, т.е. снижение цен в реальном выражении), а также прогнозных темпов снижения включенной в коммерческий баланс избыточной мощности, что также влияет на формируемый уровень цен КОМ.

В зависимости от уровня хозяйственной системы, для которого выполняется финансово-экономический анализ, необходима различная степень детализации исходных данных. Наиболее требовательным является третий (корпоративный) уровень расчетов НВВ и ПВВ, которые должны максимально учитывать реальные экономические условия в каждой энергокомпании и территориального размещения ее активов. Для этого при проведении расчетов проводится:

– пообъектная (для ОГК) или агрегированная по субъектам РФ (для ТГК) детализация показателей задаваемой производственной программы (установленная мощность, выработка электроэнергии, отпуск тепла);

– территориальная (по субъектам РФ) детализация отчетных цен на используемое топливо, тарифов на тепло и спотовых цен на электроэнергию.

В сегментах передачи и распределения электроэнергии расчет ПВВ выполняется в соответствии с действующей нормативной базой [7] по формированию тарифов на ос-

⁵С поправкой на располагаемую, а не установленную мощность.

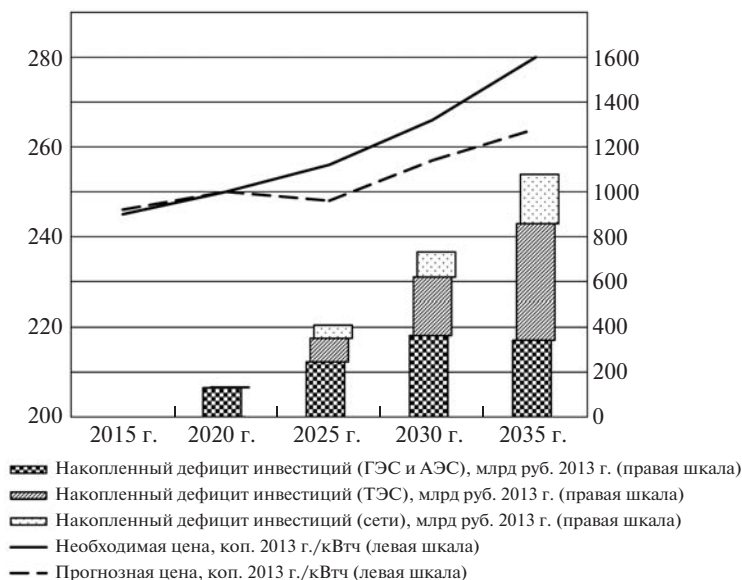


Рис. 1. Дефицит инвестиционных ресурсов в сегментах электроэнергетики при прогнозируемой ценовой динамике в отрасли на период до 2035 г.

нове метода доходности на инвестированный капитал (RAB) с выделением следующих составляющих:

- подконтрольные расходы, отражающие основной объем эксплуатационных затрат (без учета амортизационных отчислений);
- неподконтрольные расходы (значительная их часть связана с налоговыми платежами, включая налог на прибыль);
- возврат инвестированного капитала;
- доход на инвестированный капитал.

Значения данных параметров для каждой сетевой компании определяются регулирующими органами на ближайший период регулирования (5 лет), а на более длительную перспективу они задаются с учетом макроэкономической динамики (инфляция, стоимость капитала) и роста спроса. Прогноз эксплуатационных затрат сетевой компании осуществляется на основе действующей методики регулирования путем умножения значения отчетных суммарных эксплуатационных затрат сетевой компании на коэффициент индексации, учитывающий инфляцию, индекс эффективности операционных расходов, коэффициент изменения количества активов и эластичность затрат по росту активов.

На рис. 1 приведено сравнение расчетной цены электроэнергии (сплошная линия), обеспечивающей динамику НВВ для консервативного варианта развития отрасли (в сценарных условиях проекта Энергетической стратегии-2035), с ценой, соответствующей условиям ПВВ при сохранении существующих механизмов ценообразования (пунктирная линия). При расчете ПВВ принято допущение о прекращении действия специальных тарифов на оплату новой мощности, вводимой после 2018 г. по истечении срока действия программы договоров на поставку мощности.

Начиная с 2020 г. действующие механизмы ценообразования не способны обеспечить необходимый для бездефицитного развития отрасли темп роста отпускной цены электроэнергии: к концу периода энергетические компании недополучат ~15 коп. 2013 г. с каждого отпущенного киловатт-часа. Как следствие, дефицит инвестиционных ресурсов в электроэнергетике будет лавинообразно нарастать и в целом за период

составит ~1,1 трлн руб. 2013 г., или около 9% суммарных инвестиционных потребностей отрасли за этот период. При этом почти половина ожидаемого дефицита инвестиционных ресурсов (48%) приходится на долю тепловой генерации, что ставит под угрозу реализацию долгосрочной инвестиционной программы в этом сегменте. Значительные финансовые ограничения в середине периода возникают и для нетопливной энергетики, хотя к концу периода рост спотовых цен на электроэнергию позволяет снизить дефицит финансирования инвестиций в данном сегменте. Сетевой комплекс из-за сравнительно небольших инвестиционных потребностей наиболее устойчив к более низкому росту цены на электроэнергию, однако и здесь совокупный за период дефицит инвестиций оценивается в ~6% от общей потребности.

Полученные результаты подтверждают необходимость корректировки параметров существующих механизмов ценообразования на электроэнергию, мощность и сетевые услуги и показывают важность дифференцированного подхода к такой корректировке в отдельных сегментах отрасли при разных уровнях рисков недофинансирования инвестиций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренный подход к многоуровневой оценке необходимых ценовых условий для реализации масштабных инвестиционных планов в электроэнергетике и долгосрочных рисков принимаемых решений в ценовой политике государства реализован в ИНЭИ РАН на практике в системе финансово-экономических моделей отрасли, ее производственных сегментов и отдельных компаний. Этот набор моделей является составной частью блока прогнозирования развития электроэнергетики страны [8], который интегрирован в общий модельно-информационный комплекс прогнозирования развития энергетики России и мира SCANNER [9].

Регулярно обновляемые базы данных по производственной и финансовой отчетности генерирующих и сетевых компаний и результаты работы сегментов оптового рынка электроэнергии и мощности стали основой данного комплекса моделей, который успешно применялся при обосновании экономических параметров Энергетической стратегии страны (2014–2015 гг.), Программы модернизации электроэнергетики (2011–2012 гг.), Генеральной схемы отрасли (2015 г.), Стратегии развития ВИЭ (2014 г.), ряда стратегических исследований для крупнейших российских энергетических компаний. В зависимости от конкретных исследовательских задач, комплекс позволяет проводить широкий спектр научных и практических работ по определению целевой динамики цен на электроэнергию и тепло, многофакторному анализу устойчивости рациональных вариантов развития отрасли в условиях неопределенности рыночных факторов (включая рынки топлива), исследованию эффективных областей применения ценообразования на основе средних и маржинальных затрат, риск-анализу инвестиционных программ генерирующих и сетевых компаний. Важно также отметить, что модели энергетических компаний, как активных экономических агентов конкурентного рынка, являются важной составляющей для реализации мультиагентного подхода к моделированию децентрализованного инвестиционного поведения в конкурентной среде.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон Российской Федерации от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ “О стратегическом планировании в Российской Федерации”.
2. Влияние роста цен на газ и электроэнергию на развитие экономики России. М.: ИНЭИ РАН, 2013.
3. Постановление Правительства РФ № 823 от 17.10.2009 года “О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики”.

4. *Веселов Ф.В., Макаров А.А.* Подходы к исследованию инвестиционного поведения субъектов электроэнергетического рынка на базе агентских моделей / В кн. Управление развитием крупномасштабных систем (Современные проблемы. Вып. 2) / Под ред. А.Д. Цвиркуна. М.: Изд-во физ.-мат. лит., 2015. 473 с.
5. *Веселов Ф.В., Новикова Т.В., Хоршев А.А.* Технологическое обновление теплоэнергетики как долгосрочный фактор сдерживания цен электроэнергии // Теплоэнергетика. 2015. № 12. С. 3–12.
6. Постановление Правительства РФ от 13 апреля 2010 г. № 238 “Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода”.
7. Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 “О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике”.
8. *Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Курилов А.Е., Макарова А.С., Хоршев А.А.* Методы и инструментальный прогнозирования развития электроэнергетики // Изв. РАН. Энергетика. 2010. № 4. С. 82–94.
9. Модельно-информационный комплекс SCANNER. М.: ИНЭИ РАН, 2012.

Поступила в редакцию
17.III.2016